



УДК 553.7

ПРИРОДНІ РЕЗЕРВУАРИ І МОРФОГЕНЕТИЧНІ ТИПИ ПАСТОК, ПОКЛАДІВ І РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ У МЕЗОЗОЙСЬКОМУ НАФТОГАЗОНОСНОМУ КОМПЛЕКСІ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.

I.B. Височанський¹, Г.Є. Святенко^{2*}

¹Харківський національний університет ім. В.Н.Каразіна

²Український науково-дослідний інститут природних газів

*Відповідальний автор: e-mail henryfirst@ukr.net, тел. +380662994705

NATURE RESERVOIRS AND MORPHOGENETIC TYPES OF TRAPS, POOLS, AND HYDROCARBON FIELDS IN DNIEPER-DONETS DEPRESSION MESOZOIC OIL AND GAS BEARING COMPLEX

I.V. Vysochansky¹, G.E. Svyatenko^{2*}

¹V.N. Karazin Kharkov National University

²Ukrainian Scientific-Research Institute of Natural Gases

*Corresponding autor: e-mail henryfirst@ukr.net, тел. +380662994705

ABSTRACT

Purpose. Discovery of nature reservoirs in Dnieper-Donets depression Mesozoic section and definition of morphogenetic types known commercial and prognosed hydrocarbon pools.

Methods. Stratigraphic and lithologic differentiation of Triassic, Jurassic and Cretaceous rocks, analysis of Mesozoic oil and gas fields and local uplifts geologic composition.

Findings. In Mesozoic complex 12 reservoirs – potential oil and gas container separated, 6 morphogenetic traps pools and fields types determined.

Originality. Mesozoic hydrocarbon pools morphogenetic classification elaborated. In natural stratigraphic and lithologic sequence of permeable strata and screens common system of reservoirs separated.

Practical implications. Pools morphogenetic classification will help success of prospect works. Mesozoic regional productive horizons uniform indexation scheme proposed.

Keywords: oil and gas bearing, structure, horizon, reservoir, pool, trap, search.

1. ВСТУП

Мезозойський комплекс Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) представлений тріасовою, юрською і крейдовою системами, що розвинуті на більшій частині території регіону і залягають на різноманітних глибинах в діапазоні від 0 до 5,3 км. Нафтонасиченість порід крейдової системи на контакті з боковим кепроком соляного штока була виявлена вже на першому відкритому в ДДЗ родовищі вуглеводнів – Роменському (1937 рік). З 1950 по 1964 рік поклади в усіх відділах тріасової і середньому відділі юрської систем були відкриті на Радченківському, Шебелинському, Солохівському, Руновщинському, Більському, Сагайдацькому, Качанівському, Краснопопівському, Рибальському,

Решетняківському родовищах. В 1985 р. встановлена промислова нафтоносність тріасу на Глинсько-Розбишівському родовищі. З 1970-х років в офіційних оцінках ресурсної бази ДДЗ мезозойський комплекс не розглядається, цілеспрямоване вивчення його нафтогазоносності припинилось. Між тим за минулі десятиліття накопичено значний обсяг свідчень вуглеводонасиченості мезозойських колекторів на численних структурах різного генезису і морфології на теренах ДДЗ і північно-західної частини Донецької складчастої споруди в стратиграфічному діапазоні від підосви тріасу до сеноманського ярусу верхньої крейди включно. Аналіз умов залягання виявлених покладів дає змогу визначити специфічні риси їх формування і локалізації, висвітлити складнощі розпізнавання

методами ГДС і стверджувати, що на більшій частині території ДДЗ існують передумови успішного продовження пошуково-розвідувальних робіт на мезозой.

2. ОСНОВНА ЧАСТИНА

В розрізі мезозойської ератеми ДДЗ на основі певної єдності просторового розміщення і генетичної спорідненості екрануючих і проникних для флюїдів літологічних пачок вперше виділено дванадцять природних резервуарів (ПР), - виявлених і потенційних вмістищ покладів вуглеводнів (Рис. 1). Під природним резервуаром ми розуміємо вмістище для флюїдів різних форм і генезису в осадових і кристалічних породах, екрановані частини якого завдяки зниженню фільтраційних характеристик набувають властивостей пасток (Vysochanskyi, 1994).

При визначенні номенклатури резервуарів (оскільки загальноживаного для мезозойських верств ДДЗ нині не існує), за основу прийняті індекси світ і підсвіт для тріасових регіонально розвинених колекторських пластів та ярусів – для юрських і крейдових. Запропонована єдина індексація регіонально продуктивних горизонтів мезозойської ератеми, що складається з двох літер і оснований на принципі назви відповідного ярусу – застосовані перші дві приголосні. Резервуари позначені римськими цифрами знизу верх за розрізом, наведені основні літологічні типи колектуючих і флюїдотривких верств (таблиця 1).

Графічне зображення позиції природних резервуарів в мезозойському розрізі ДДЗ наведене на рис. 1. Діаграма стандартного каротажу характеризує розріз східної частини північного крила Шебелинської структури (свердловина № 656), де присутні всі головні стратиграфічні підрозділи мезозою ДДЗ.

Таблиця 1. Природні резервуари в мезозойському нафтогазоносному комплексі ДДЗ

Система	№ резервуару	Стратиграфічний індекс	Продуктивний горизонт	Літологічний тип	
				Колектори	Флюїдоупори локальні (л), зональні (з) та регіональні (р)
Крейдова		K ₂ t-m			крейда, мергелі (р)
	XII	K ₁ b-al-K ₂ s	Ал-1 Сн-1	пісковики піски	глини (л)
Юрська	XI	J ₃ tt	Тт-1	пісковики	глини (з, л)
	X	J ₃ O ₂ -km ₁	Ок-1 Км-1-2	пісковики вапняки	глини (з, л)
	IX	J ₃ O ₁	Ок-2	пісковики вапняки	глини (л)
	VIII	J ₂ k	Кл-1	пісковики	глини (л)
	VII	J ₂ bt ₂	Бт-1-2	пісковики	глини (л)
		J ₂ b ₂ -bt ₁			глини (р)
	VI	J ₂ b ₁	Бс-1-2	пісковики	глини (л)
	V	J ₁ p-t	Тр-1	пісковики	глини (з, л)
Тріасова	IV	T ₃ pr-nr (Tr)	Рт-1 Нр-1 Кн-1	пісковики, гравеліти	глини (з, л)
	III	T ₂ sr ₂ (Tr)	Ан-1-3	пісковики	глини (з, л)
	II	T ₁ dr ^{cor} -T ₁ sr ₁ (Тп-Тпк)	Ол-1-4 Ін-1	пісковики, гравеліти, вапняки	глини (л)
	I	T ₁ dr ^{per} (Тга)- T ₁ dr ^{shb} (Тпг)	Ін-2-9	пісковики, алевроліти	глини (р)

Мезозойський породний комплекс в ДДЗ представлений в більшій мірі континентальними і субконтинентальними відкладами і в меншій – прибережно-морськими і морськими (Bilyk et al., 1966, Bilyk et al. 1968, Mukharinskaya et al., 1972, Shumilina, 1966, Shumilina, 1969).

Продуктивні горизонти мезозою мають мінливий характер залягання по площі і розрізу, колекторські породи належать алювіальним, пролювіальним, лімнічним та болотним, а також дельтовим, пляжевим, баровим і деяким іншим мілководно-морським фаціям.

Колектори тріасової системи належать переважно до порового типу і представлені пісками, пісковиками і в меншій мірі алевролітами, які за класифікацією А.А. Ханіна в більшості випадків відповідають II та III класам.

Локальні екрани розвинуті в розрізі тріасу і юри регіону скрізь. Найбільш розповсюдженими зональними покривками виступають шебелинські та верхньосеребрянсько-протопівські глини. Регіональними флюїдоупорами є пересазька нижньотріасова і середньоярська глинисті товщі, крейдо-мергельний розріз верхньої крейди. Всередині покривок всіх рангів можуть залягати колекторські верстви, знижуючи їх екрануючі властивості, але створюючи умови резервуара.

Резервуар I. В розрізі пересазької T_{1dr}^{per} і шебелинської (T_{1dr}^{shb}) підсвіти що складають нижню частину дронівської світи і де домінує пелітова складова, в межах локальних структур від периферії до склепіння, а також від занурених ділянок ДДЗ до її бортових частин частка пісковиків і алевролітів зростає (Bilyk, 1964).

В пересазькій суттєво глинистій товщі (або, за виробничою номенклатурою – в тріасі глинисто-алевролітовому, $T_{га}$) зазвичай присутні лінзи і просверстки кластичних порід, головним чином алевролітів, рідше – полі- та олігоміктових пісковиків дрібно-середньозернистих на глинистому та вапняково-глинистому цементі (Bilyk, 1964). Якість колекторів відповідає II-IV класам. На структурах північно-західного Донбасу і південної прибортової частини ДДЗ в розрізі підсвіти з'являються середньо і різнозернисті пісковики з включенням кластичного матеріалу гравійного і дрібногалечного розміру, що фіксують алювіально-пролювіальні умови осадконакопичення.

Шебелинська товща або тріас піщано-глинистий ($T_{пг}$), представлена континентальними червоно- та зелено-сірими пісковиками, глинами, алевролітами, конгломератами. Пісковики дрібно- та середньозернисті, поліміктові, мають глинистий і карбонатно-глинистий цемент. Конгломерати складені галькою і гравієм кременю, кварцитів, аргілітів, вапняків, рідше – кутуватими уламками глин. Пористість пісковиків сягає 30,6 %, проникність - 3605,3 мД. Максимальна товщина відкладів 340 м.

Псаміти пересазької та шебелинської підсвіти умовно об'єднані нами в один резервуар через вкрай мінливий характер залягання і надзвичайно складну кореляцію окремих піщаних пластів в межах цих

товщ; для кожної локальної площі гідродинамічні зв'язки між проникними верствами повинні простежуватись окремо.

Пеліти пересазької підсвіти представлені строкато-червоними тонковідмученим жирними вапняковистими глинами з лінзами і проверстками псамітів. Це загалом фація обширного прісноводного водоймища. Склад глин переважно гідрослюдиистий, вміст каолініта (10-15 %) зростає знизу догори. Кластичного матеріалу небагато (до 10-15 %). В породах спостерігаються дзеркала ковзання. Абсолютна пористість глинистих порід складає 8-15 % при проникності менше 0,1 мД (Bilyk et al., 1968). Товщина підсвіти змінюється від 0 до 100-115 м, максимальні значення характерні для західної частини регіону. Товща є головним флюїдоупором для низки верхньопалеозойських покладів нафти і газу (Лесяківське, Гнідинцівське, Глинсько-Розбишівське родовища). Під впливом висхідного потоку вуглеводнів породи її зазнають певних епігенетичних змін, таких як відновлювання забарвлення до сіро-зеленого і піритизація.

Резервуар II. Коренівська підсвіта T_{1dr}^{cor} (піщана товща, $T_{п}$) майже цілком складена алювіальними і погано відсортованими пролювіальними, іноді гравелістими, слабо і середньо зцементованими пісками і пісковиками зелено-білих та рожево-сірих та строкатих відтінків, збагаченими уламками кременю і катунами зелених і строкатих глин. В нижній і середній частинах товщі присутні лінзи і проверстки конгломератів і гравелітів. Дрібно-середньозернисті різниці, як правило, краще відсортовані, крупнозернисті близькі до різнозернистих через погану відсортованість кластичного матеріалу. Текстури нечіткі горизонтально і пологокосоверстуваті. Склад поліміктовий з переважанням кварцу, цемент вапняковий і глинистий, переважно змішаний. Загальна частка псамітів в розрізі коливається біля 90 % і не буває нижче 70 %. Пористість пісковиків варіює в межах 2,6-30,6 %, для колектору в середньому складає 22 %, проникність сягає 3141,4 мД, в середньому 400 мД. Наведені цифри визначені за даними досліджень кам'яного матеріалу і напевно занижені через те, що вивченню досягні відносно ущільнені різновиди - найбільш пухкі і, відповідно, проникні різниці колекторів в переважній більшості випадків руйнуються під час буріння або в процесі піднімання керну. Найгірші фільтраційно-ємкісні якості в межах підсвіти мають тонко- та дрібнозернисті глинисто-карбонатні пісковики її покрівельної частини. Максимальна товщина підсвіти сягає 295 м.

Нижньосеребрянська T_{1sr} підсвіта (піщано-карбонатна товща, $T_{пк}$) представлена в основному озерними фаціями. Складається ритмічним чергуванням пісковиків і глин з окремими прошарками і лінзами алевролітів і прихованокристалічних вапняків. Характерні перехідні пелітово-псамітові різновиди порід. По всьому розрізу розвинуті прошарки ущільнених вапняковистих пісковиків і піскуватих вапняків. Вапняки глинисті, масивні за текстурою, як правило,

не містять органічних решток. Строкаті щільні вапняковисті гідрослюдисті піскуваті глини містять рештки прісноводних остракод і оогонії харових водоростей. Пісковики поліміктові від дрібно- до середньозернистих, зазвичай вапняковисті, по площинах нашарування збагачені слюдою, іноді містять уламки вапняку, катуні глин, гальку кварцу, креміню і польових шпатів, в основному середньозцементовані, тонко косо- і горизонтальношаруваті. Відсотковий вміст колекторів в підсвіті 40-75 %, найменше вони розвинуті в центральній частині ДДЗ. Вгору за розрізом частка пісковиків зменшується. Пористість їх значно варіює, від 1 до 33,1 %, проникність сягає 864 мД. Товщина нижньосеребрянської підсвіті 100-160 м.

В повних розрізах тріасу серебрянська світа пов'язана з коренівською товщею поступовим переходом без ознак розмиву; вони фактично утворюють єдиний регіонально продуктивний в ДДЗ потужний резервуар, для якого характерні в цілому добрі фільтраційні властивості, значна товщина, фаціальна витриманість колекторів і перекриваючої екрануючої товщі.

Резервуар III. В верхньосеребрянській підсвіті T_{2sr2} , яка відповідає нижній частині так званої глинистої товщі (Тг) загальна частка псамітів не перевищує 10-20 % розрізу. Пухкі пісковики мають пористість 8,3-31,8 %, проникність 0,1-4747 мД.

Глиниста товща верхньосеребрянської підсвіті, що залягає над піщано-карбонатними колекторами нижньосеребрянської, має континентальний, переважно озерний, генезис. Глини червоні і цегляно-червоні, блакитно- та зелено-сірі, плямисті, строкаті, ущільнені, з черепашковим та оскольчастим зламом, в описаних різницях – грудкуватим. Присутні домішки уламкового матеріалу (здебільшого кварцу, значно рідше - польових шпатів та уламків порід) – до 5-10, рідше – до 25 %, у вигляді гнізд та лінз. Постійно присутні пірит, гідроокисли та окисли заліза. В північно-західному Донбасі та на південному сході ДДЗ основними породоутворювальними елементами є мінерали монтморілонітового ряду, присутні каолінит та гідрослюди. На решті території ДДЗ превалюють гідрослюди, менша роль монтморілоніту та каолініту. Збільшення долі гідрослюду, які містять закисне залізо і хлорит, зумовлює переважно зелене забарвлення глин північного заходу ДДЗ. Карбонатність глин звичайно 5-25 %, але може сягати 42 %, абсолютна пористість – 10-17 % при проникності менше 0,1 мД. Потужність товщі 65-100 м.

Резервуар IV. Своєрідною рисою верхнього відділу тріасової системи, який поділяється на протопівську (T_{3pt} , верхня частина товщі Тг) і новорайську (T_{3nr}) світи, є значна роль збагачених скам'янілою рослинністю глин і алевролітів первинно-сірого кольору (Ayzenverg et al., 1988). Карбонатність порід загалом низька, спостерігаються численні сидеритові конкреції. Сіроколірні неокиснені різниці переважають вгорі розрізу. Характерним є широкий розвиток першокласних порових колекторів, приурочених до численних

шарів кварцових пісків і пісковиків. Сумарна товщина протопівської і новорайської світ може сягати 400 м.

Середня кінцева водонасиченість псамітів тріасу складає 56,5 %, ефективна пористість 10,4 %.

Резервуар V. Сіро-сині глини козулинської світи, переверстовані пісковиками і вапняками, товщиною до 90 м, розповсюджені на північно-західних окраїнах Донбасу і в суміжній частині ДДЗ відповідають плінсбахському, тоарському та ааленському ярусам, тобто є перехідними верствами між нижнім і верхнім відділами юрської системи. Товщина піщаних пачок може значно варіювати – від 1 до 15 м. Пісковики темно-зелені, глинисто-шамозитові

Резервуар VI. Середньоярський піщаний горизонт орільської світи байоського ярусу J_2b_1 представлений континентальними та субконтинентальними фаціями, відносно витриманий в західному і центральному сегментах западини, в східному фаціально змінюється морськими суттєво глинистими породами черкаської світи. Колекторами орільської світи, максимальна товщина якої 90 м, є сірі кварцові піски і пісковики пухкі і середньозцементовані, різнозернисті, погановідсортовані, неорієнтованих текстур, пористістю до 35,2 % та проникністю до 4900 мД при середніх значеннях 20-25 % та 220 мД. Для псамітів черкаської світи характерна більша ступінь цементації (переважно карбонатною речовиною) та значно нижчі фільтраційно-ємкісні параметри: пористість - 20-21 %, проникність - 25-90 мД.

Середньоярська глиниста товща потужністю 80-125 м складається морськими утвореннями нижнього бату (північно-західна частина западини) та нижнього бату - верхнього байоса (решта її території). В центральному та південно-східному сегментах ДДЗ глини сірі і блакитно-сірі, тонковідмучені, жирні, іноді слабкоалевритисті. Зустрічаються проверстки буро-сірих сидеритових глин та сірих вапняків. Породоутворюючими є гідрослюди, присутній монтморілоніт і каолінит. Вверх за розрізом кількість монтморілоніту, як правило, суттєво збільшується. Кластичні домішки представлені зернами кварцу, рідше – лусками мусковіту і карбонатами.

В північно-західній частині ДДЗ в складі глин переважають мінерали групи каолініта. Цей фактор, вкупі з невеликою загальною товщиною глинистої товщі та наявністю в ній піщаних, алевроитових і гравелітових прошарків, знижують її екрануюче значення.

Резервуари VII-XI. В розрізі батського, келовейського, оксфордського, кімериджського та титонського ярусів юрської системи. колектори представлені як теригенними, так і карбонатними різновидами, причому фільтраційно-ємкісні властивості їх мінливі і можуть суттєво варіювати навіть в межах однієї площі; особливо це стосується туфогенних пісковиків кам'янської світи батського ярусу і псаміто-вапнякових і вапнякових товщ оксфорд-кімериджу. Пористість пісків і пухких пісковиків іноді перевищує 40 %.

Резервуар XII. Сеноман-нижньокрейдовий флюїдоносний горизонт ($K_1b-al-K_2s$) складений пісками, пісковиками і алевролітами. Пухкі відмінності, розповсюджені значно більш широко, мають глинистий цемент, міцні – сидеритовий, кременистий і кременисто-вапняковий.

Для сеноман-нижньокрейдового флюїдоносного горизонту покришкою виступає регіонально розвинута крейдо-мергельна товща турон-маастрихтського віку, в нижній своїй частині слабо тріщинувата і з добрими екрануючими властивостями. Товщина її до 650 м.

Слід зауважити, що фільтраційно-ємкісні властивості карбонатних колекторів мезозою в ДДЗ на нинішній час досліджені дуже слабо. В розрізі нижньосеребрянської підсвіти і особливо оксфордського та кімериджського ярусів вони можуть виступати основними резервуарами для вуглеводнів.

За даними досліджень Мухаринської І.А. та Прийменко А.Ф. (Mukharinskaya et al., 1972) пряма залежність якості колектору від глибини залягання тобто від ступеню діа- та катагенезу, для мезозойських товщ в ДДЗ не виявлена.

Ємкісні параметри порід визначаються фаціальними обставинами їх накопичення.

Узагальнення будови природних систем «структура – пастка – поклад – родовище» для мезозойських ПР з виявленими на сьогоднішній день промисловими покладами, виконана на основі методичного підходу Височанського І.В. (Vysochanskyi, 2015), наведені в таблиці 2.

Пастки, здатні вміщувати поклади вуглеводнів, в ДДЗ приурочені до кількох основних типів локальних піднять: а) до наскрізних антикліналей з успадкованістю структурних планів палеозою і мезозою з відсутністю пермської хемогенної покришки; б) до наскрізних антикліналей з розвинутим в розрізі галогенним екраном і порушених альпійською диз'юнктивною тектонікою; с) до мезозойських куполів, розвинutih над соляними штоками; д) до приштокових мезозойських блоків солянокупольних структур з передпалеогеновим та передчетвертинним рівнем залягання покрівлі діапіра; е) до тектонічних блоків на субмонокліналях та монокліналях; ф) до крил антикліналей, в склепіннях яких мезозойські відклади зденудовані (Svyatenko, 2017).

Типи а, б, с, д, розвинуті переважно в осьовій і прибортовтих частинах ДДЗ, тип е – в бортових частинах, тип ф – в осьовій і приосьовій частинах на південному сході западини в зоні відкритих палеозойських структур, де на низці крупних антикліналей мезозойські відклади в склепіннях розмиті і слід очікувати наявності кільцевих пасток, приурочених до зон стратиграфічного екранування кайнозойськими пелітами на крилах піднять.

На Роменському родовищі частина нафтових скупчень залягає в жильній чи жиллоподібній формі на контакті бокової штокової брекчії і прилягаючих до стінок діапіра мезозойських піщаних пластів.

Слід зазначити, що ознак нафтогазонасиченості мезозойських колекторів на безкореневих

мезозойських структурах типу Октябрської поки що не зафіксовано, якщо вони будуть виявлені, виникне потреба зарахувати їх до окремого типу.

Вуглеводневі поклади мезозою зазвичай пластові та неповнопластові (водоплавні), але на Качанівському та Радченківському родовищах в тріасовій системі виявлені конденсатогазові і нафтові промислові скупчення, які як вважається, мають масивно-пластовий тип.

Морфогенетичні типи виявлених і прогнозних мезозойського покладів нафти і газу наведені в таблиці 3.

Оцінка перспективних ресурсів мезозойського нафтогазонасного комплексу проведена по 120 найбільш перспективних площах і родовищах ДДЗ і північно-західного Донбасу, потенціал складає 63 млн т умовного палива категорії C_3 .

Прогнозні ресурси категорії D_1 , враховуючи що загальна кількість структур в ДДЗ, де теоретично могли сформуватись мезозойські поклади вуглеводнів, сягає чотирьохсот, можна оцінити в обсязі 147 млн т умовного палива.

3.ВИСНОВКИ

В розрізі мезозойської ератеми ДДЗ на основі певної просторової єдності і генетичної спорідненості екрануючих і проникних для флюїдів літологічних пачок авторами статті вперше виділено дванадцять природних резервуарів – виявлених і потенційних вмістищ вуглеводневих скупчень: I-IV – у тріасових відкладах, V-XI – в юрських і XII – в крейдових.

Розроблена і запропонована індексація мезозойських регіонально і потенційно продуктивних горизонтів.

Розгляд особливостей нафтогазонасності мезозойського комплексу ДДЗ у координатах природної системи «структура – пастка – поклад – родовище» віддзеркалює універсальну можливість одночасного висвітлення інформації щодо типізації цих об'єктів як основи для відтворення специфіки умов формування вуглеводневих скупчень.

Яскравою ознакою такої специфіки на даний час є домінування в регіоні покладів ВВ у склепінних диз'юнктивно обмежених пастках, виявлених пошуковим і розвідувальним бурінням (в багатьох випадках – попутно з вивченням палеозойських товщ).

Базовим положенням при розробці напрямків подальших геологорозвідувальних робіт на мезозойський комплекс є необхідність врахування наявності сприятливих пасткових умов для акумуляції ВВ і в диз'юнктивно, літологічно і стратиграфічно екранованих і відповідно обмежених пастках як на антиклінальних структурах, так і на монокліналях і субмонокліналях регіону.

Таблиця 2. Природна система «структура – пастка – поклад - родовище» в мезозойському нафтогазоносному комплексі ДДЗ

структури	пастки							поклади					родовища
морфоло- гічний тип	індекс горизонту	тип колектору	покришка	типи за умовами				вид флюїду	типи за характером залягання				типи за поєднанням різних пасток
				екранування		обмеження			пласто- вий	неповно- пластовий	масивно- пластовий	жильні	
				скле- пінні	літоло- гічні	диз'юнк- тивні	соле- штоко- ві						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
						Шебелинське ГКР							
брахіанти- кліналь	J ₂ k	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	гомо- пастко- генне
	T ₁ dr ^{cor} -T ₁ sr ₁ (Тп+Тпк)	карбонатно- теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	
Краснопопівське ГР													
брахіанти- кліналь	T ₂ sr ₂ (Tr)	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-//-
	T ₁ sr ₁ (Тпк)	карбонатно- теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	
Більське НГКР													
брахіанти- кліналь	T ₂ sr ₂ (Tr)	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-//-
	T ₁ sr ₁ (Тпк)	карбонатно- теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	НГК	+	-	-	-	
	J ₂ b ₁	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	-	+	-	-	
Решетняківське НГКР													
купол	J ₂ b ₁	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	НГК	-	+	-	-	-//-
Солохівське НГКР													
брахіанти- кліналь	J ₂ b ₁	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	-	+	-	-	-//-

закінчення таблиці 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Сагайдацьке НГР														
брахіанти-кліналь	T _{1sr₁} (Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-/-	
Рибальське НГКР														
брахіанти-кліналь	J _{2b₁}	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-/-	
	T _{2sr₂} (Tr)	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-		
	T _{1dr^{cor}} -T _{1sr₁} (Тп+Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-		
	T _{1dr^{per-shb}} (Тга+Тпк)	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	Н	+	-	-	-		
Руновщинське НГКР														
купол	T _{1dr^{cor}} -T _{1sr₁} (Тп+Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	-	+	-	-	-/-	
	J _{2b₁}	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-			
Радченківське НГР														
брахіанти-кліналь	T _{1dr^{shb}} (Тпг)	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-/-	
	T _{1dr^{cor}} -T _{1sr₁} (Тп+Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	-	-	+	-		
Качанівське НГР														
брахіанти-кліналь	T _{1sr₁} (Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	Н	-	-	+	-	-/-	
Глинсько-Розбишівське НГКР														
брахіанти-кліналь	T _{1sr₁} (Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	Н	+	-	-	-	-/-	
Роменське НР														
субмоно-клінальні біляштокові блоки	K _{2s}	карбонатно-теригенний поровий, тріщинний	мергельна, глиниста	-	+	+	(?)	+	(?)	Н	+	-	+	гетеропаст когенне

Таблиця 3. Морфогенетичні типи виявлених і прогнозних покладів вуглеводнів мезозойського комплексу ДДЗ

Тип покладів	Приклад родовищ (виявлених промислових покладів) або перспективних площ* (прогнозних покладів) в ДДЗ
а) Пластові, неповнопластові та масивно-пластові у склепінних пастках на наскрізних мезозойських антикліналях без підстеляючої пермської хомогенної покришки	Солохівське, Глинсько-Розбишівське, Краснопопівське
б) Пластові, неповнопластові та масивно-пластові у склепінних пастках на наскрізних мезозойських антикліналях з підстеляючою галогенною покришкою та післягерцинською розривною тектонікою	Шебелинське, Більське
с) Пластові, неповнопластові та масивно-пластові у склепінних пастках над соляними штоками в межах куполів з передмезозойським рівнем залягання кріптодіпіра	Руновщинське, Решетняківське, Бригадирівська*
д) Пластові, неповнопластові та жильні у диз'юнктивно екранованих пастках в біляштових блоках солянокупольних структур з передпалеогеновим і предчетвертинним рівнем залягання покрівлі діпіра	Роменське, Куличихинська*
е) Пластові та неповнопластові у диз'юнктивно, літологічно, стратиграфічно екранованих пастках на монокліналях і субмонокліналях	Абазівська*, Північно-Голубівська*, Сніжна*
ф) Пластові та неповнопластові у підрозмивних кільцевих стратиграфічно екранованих пастках на антикліналях (зі зденудованими у склепінних мезозойськими відкладами)	Волвенківська*, Олексіївська*

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ/ REFERENCES

1. Bilyk O. Kollektory peresazhskoy i shebelinskoy svit v svyazi s otsenkoy perspektiv neftegazonosnosti verkhney permi severo-zapadnoy chasti Dneprovsko-Donetskoy vpadiny. Materialy po geologii i neftegazonosnosti Dneprovsko-Donetskoy vpadiny. L. 1964. 78-83.
2. Bilyk O., Sterlin B., Shumilina T. Raspredelenie moshchnostey neftegazonosnykh tolshch i pokryshek v verkhney permi, triase i yure Vostochnoy Ukrainy. Voprosy razvitiya gazovoy promyshlennosti Ukrainy SSR. M., 1966. 191-202.
3. Bilyk O., Sterlin B., Shumilina T. Fatsial'naya kharakteristika neftegazonosnykh tolshch i pokryshek verkhney permi, triase i yure Vostochnoy Ukrainy. Voprosy razvitiya gazovoy promyshlennosti Ukrainy SSR. M., 1968. 134-143.
4. Bilyk O., Sukhorskiy R. Osnovnye ekraniruyushchie gorizonty verkhnego etazha neftegazonosnosti Dneprovsko-Donetskoy vpadiny. Neftyanaya i gazovaya promyshlennost', № 3, 1968. 4-6.
5. Geologiya i neftegazonosnost' Dneprovsko-Donetskoy vpadiny. Stratigrafiya/ Ayzenverg D., Berchenko O., Brazhnikova N. i dr.- K, Nauk. dumka, 1988. 148.
6. Mukharinskaya I., Priyenko A., Rasprostranenie porod-kollektorov v produktivnykh tolshchakh triasa i yury Dneprovsko-Donetskoy vpadiny. Razvitie gazovoy promyshlennosti Ukrainy SSR. M., 1972. 165-171.
7. Shumilina T. K litologii i fizicheskim svoystvam produktivnogo triasa Vostochnoy Ukrainy. Voprosy razvitiya gazovoy promyshlennosti Ukrainy SSR. M., 1966. 166-171.
8. Shumilina T. Litologo-mineralogicheskie osobennosti mezozoyskikh ekraniruyushchikh tolshch Dneprovsko-Donetskoy vpadiny. Razvitie gazovoy promyshlennosti Ukrainy SSR. M., 1969. 113-116.
9. Sviatenko H. Shchodo typizatsii vyavlenykh i prohnosnykh pokladiv vuhlevodniv mezozoiskoho kompleksu Dniprovsko-Donetskoi zapadyny. Heolohiia horiuchykh kopalyn: dosiahnennia ta perspektyvy. Materialy 2-i mizhnarodnoi naukovo konferentsii, K., 6-8 veresnia 2017 r.- C. 178-183
10. Vysochanskyi I. Struktury – pastky nafty i hazu platformnykh rehioniv (na prykladi Dniprovsko-Donetskoi zapadyny) – dys. Doktora heol.-miner. nauk. Lviv, 1994. 60.
11. Vysochanskyi I. Naukovi zasady poshukiv nesklepinnykh pastok vuhlevodniv u Dniprovsko-Donbaskomu avlakoheni. Kh, 2015. 236.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Виділення природних резервуарів в мезозойському розрізі ДДЗ і визначення морфогенетичних типів виявлених і прогнозних вуглеводневих скупчень.

Методика. Детальне стратиграфічне і літологічне розчленування комплексу відкладів тріасового, юрського і крейдового віку, аналіз геологічної будови мезозойських родовищ і структур.

Результати. В мезозойському комплексі виділено 12 резервуарів – потенційних вмістищ нафти і газу, визначено 6 морфогенетичних типів пасток, покладів і родовищ.

Наукова новизна. Розроблена морфогенетична класифікація мезозойських покладів ВВ. В природній стратиграфо-літологічній послідовності колекторів і покришок виділена загальна система резервуарів.

Практична значимість. Морфогенетична класифікація покладів сприятиме успіху пошукових робіт. Запропонована єдина індексація регіонально продуктивних горизонтів мезозойської ератеми.

Ключові слова: *нафтогазоносність, структура, горизонт, колектор, поклад, пастка, пошуки.*

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Выявление природных резервуаров в мезозойском разрезе ДДВ и выделение морфогенетических типов выявленных и прогнозных углеводородных скоплений.

Методика. Детальнее стратиграфическое и литологическое расчленение комплекса отложений триасового, юрского и мелового возраста, анализ геологического строения мезозойских месторождений и структур.

Результаты. В мезозойском комплексе выделены 12 резервуаров – потенциальных вместилищ нефти и газа, выявлены 6 морфогенетических типов ловушек, залежей и месторождений.

Научная новизна. Разработана морфогенетическая классификация мезозойских залежей УВ. В естественной стратиграфо-литологической последовательности коллекторов и покрышек выделена общая система резервуаров.

Практическое значение. Морфогенетическая классификация залежей будет способствовать успеху поисковых работ. Предложена единая индексация регионально продуктивных горизонтов мезозойской эратемы.

Ключевые слова: *нефтегазоносность, структура, горизонт, коллектор, залежь, ловушка, поиски.*

ABOUT AUTHORS

Ilarion Vysochansky, Doctor of Sciences (Geology and Mineralogy), Full Professor of Geology Cathedra, V.N. Karazin Kharkov National University, Maidan Svobody 4, 61002, Kharkov, Ukraine.

Gennadiy Svyatenko, Senior Scientist, Department of Rock Research and Gas Supply Calculation, Ukrainian Scientific-Research Institute of Natural Gases. Gimnazijna nab. 20, 61010, Kharkov, Ukraine. E-mail henryfirst@ukr.net